



mgr inż. Anita Lis-Śledziona

IV rok Studiów Doktoranckich

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ul Lubicz 25A, 31-503 Kraków,
Zakład Geologii i Geochemii;

lis-sledziona@inig.pl

ORCID: 0000-0003-3067-3014

Wykorzystanie modelu ciągłości przepływu w obliczeniach zwilżalności i współczynnika nasycenia wodą w skałach klastycznych kambru środkowego

Streszczenie

W pracy przedstawiono możliwości obliczenia ciągłej krzywej zmian zwilżalności w funkcji głębokości w złożu ropy zlokalizowanym w kwarcowych piaskowcach kambru środkowego na Morzu Bałtyckim. Przedstawiono model obliczania współczynnika ciągłości przepływu dla analizowanego złoża, zbudowanego z heterogenicznych osadów o niskich przepuszczalnościach i porowatościach, lokalnie przechodzących w utwory typu „tight”. W pracy wykorzystano wyniki laboratoryjnych pomiarów zwilżalności, wykonanych przy wykorzystaniu testu Amotta (wykonane w INIG-PIB przez dr G. Leśniaka) w 10 badanych odwiertach, oraz liczne profilowania geofizyki wiertniczej. Analizę zwilżalności poprzedziło wykonanie kompleksowej interpretacji danych w celu obliczenia podstawowych parametrów zbiornikowych: zailenia, porowatości całkowitej i efektywnej, nasycenia wodą nieredukowalną i związaną w łań. Wyniki tych obliczeń zostały wykorzystane w dalszym etapie prowadzonych badań. Założono, że wartości współczynnika ciągłości przepływu będą zależały od zwilżalności, co potwierdził w swojej publikacji Montaron (2009). Wartości współczynnika (*Water Connecivity Index*) WCI, obliczone przy wykorzystaniu przedstawionych w literaturze wzorów nie wykazywały jednak oczekiwanego związku ze zwilżalnością lub były zbyt wysokie. Wprowadzono zatem nowy model obliczania WCI dla analizowanego złoża. Obliczone przy zastosowaniu zmodyfikowanego równania wartości WCI oscylowały w przedziale -0.005 - 0.005 i wykazały oczekiwany związek ze zwilżalnością skały. Obliczono ciągłą krzywą zwilżalności dla kambryjskich piaskowców, a następnie współczynnik nasycenia wodą i parametry Archie’go. Wartości współczynnika nasycenia wodą uzyskane z modelu Montarona (2008) porównano z wynikami uzyskanymi z obliczenia Sw dla próbek skalnych, dla których pomierzono wartości przepuszczalności względnej i nasycenie wodą nieredukowalną.

Wprowadzenie

Przedmiotem badań prezentowanej pracy są własności petrofizyczne piaskowców kambru środkowego, wykształconych w formie arenitów kwarcowych. Piaskowce te stanowią udokumentowany poziom ropo- i gazonośny na obszarze Basenu Bałtyckiego. Złoże zbudowane jest z naprzemianległych warstw piaskowców, mułowców i iłowców. W wyniku analiz mikroopornościowych obrazów ścian odwiertu wykonanych sondą Compact Micro Imager (CMI) firmy Weatherford oraz wcześniejszych analiz paramentów zbiornikowych wykonanych dla tego złoża można zidentyfikować 3 strefy, pseudofacje, różniące się parametrami zbiornikowymi i wykształceniem facjalnym: A) piaskowce o średnich porowatościach dochodzących do 10 % i przepuszczalnościach do 1 mD, B) piaskowce kwarcowe lub/i heterolity piaskowcowo-mułowcowe o niskiej porowatości i przepuszczalności (typu *tight*), C) mułowce i iłowce rzadko laminowane piaskowcami. Ropa naftowa występuje tu w formie pułapek strukturalnych związanych z uskokami, wzdłuż których nastąpiła migracja węglowodorów. Obserwuje się redukcję parametrów zbiornikowych z głębokością. Pomimo iż, najważniejsze parametry związane z przepływem mediów w złożu, takie jak porowatość i przepuszczalność, wykazały znaczną zmienność w poszczególnych odwiertach stwierdzono, że prawie cały obszar polskiej części Basenu Bałtyckiego ma perspektywy eksploracyjne (Karnkowski i in., 2010). Możliwości akumulacyjne analizowanego złoża będą zależą głównie od zmiennych wartości zailenia, porowatości i przepuszczalności. Procesy diagenety, takie jak: kompaktacja, cementacja i rozpuszczanie oraz głębokość zalegania stanowiły główną przyczynę redukcji porowatości i przepuszczalności tego poziomu. Najbardziej perspektywiczne dla akumulacji węglowodorów są utwory heterolitów, zawierające cienkie przewarstwienia piaskowców i mułowców (Sikorska, 2007). Klastyczne poziomy zbiornikowe zwykle uznawane są za wodozwilżalne lecz najnowsze badania pozwoliły zaobserwować, że w piaskowcach niekoniecznie musi dominować ten typ zwilżalności (Majkrzak, 2016, Sabila, 2019).

Metodyka

Zastosowany w pracy model Montarona oparty jest na prawach fizycznych opisujących efektywne medium (Effective Medium Theory, EMT) oraz teorii perkolacji (PT) (Kirkpatrick, 1973). EMT ma na celu opisanie makroskopowych właściwości nieuporządkowanych mediów, biorąc pod uwagę mikrostrukturę i uśredniając jej wpływ na rozważaną właściwość. Teoria perkolacji zajmuje się efektem zmiennego zakresu wzajemnych oddziaływań w układach nieuporządkowanych o stochastycznej geometrii i może być stosowana do bardzo szerokiego zakresu zjawisk fizycznych. Teoria ta uwzględnia różny wpływ poszczególnych składowych budujących matrycę skały oraz wypełniających przestrzeń porową na przewodzenie prądu elektrycznego w skale. Jeśli założymy trójwymiarowy model ośrodka skalnego, zbudowanego z nieprzewodzącej matrycy oraz przewodzącej prąd, wypełnionej wodą złożową przestrzeni porowej to przewodzenie prądu będzie się odbywać poprzez połączone ze sobą pory wypełnione wodą. W przypadku gdy istnieć będą izolowane pory, brak będzie połączenia pomiędzy wypełnionymi wodą składowymi budującymi skałę i przewodzenie prądu nie będzie zachodzić. Zatem przewodzenie prądu elektrycznego przez skałę jest silnie związane z wykształceniem przestrzeni porowej oraz rozmieszczeniem wody w skale, co z kolei silnie związane jest z typem zwilżalności skały. Wzór (1) pokazuje przewodnictwo układu matryca skalna - przestrzeń porowa - woda złożowa/filtrat płuczki na podstawie PT:

$$\sigma = \sigma_w \left(\frac{p-p_c}{1-p_c} \right)^\mu \quad (1)$$

Gdzie σ oznacza przewodność układu, σ_w to przewodność wody/filtratu płuczki, p – udział ilości komórek przewodzących w sieci, p_c – próg perkolacji, μ – współczynnik przewodzenia

W równaniu (1) p oznacza fazę przewodzącą, czyli prawdopodobieństwo znalezienia wody w skale. W warunkach naturalnych p utożsamiane jest z objętościową zawartością wody w skale (*bulk volume fraction of water*) ϕS_w , gdzie ϕ oznacza porowatość, a S_w nasycenie wodą. Parametr p_c , czyli próg perkolacji został nazwany współczynnikiem ciągłości przepływu (WCI) *ang. water connectivity index*, jego wartości mieszczą się zazwyczaj w zakresie -0.03 - 0.03, zaś μ jest współczynnikiem przewodzenia, który zmienia się w zakresie 1.6 - 2. Wzór Montarona może zostać przedstawiony także w postaci zależności (2):

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{R_w}{R_t}} + WCI}{\theta} \quad (2)$$

$$RI = \left(\frac{1-S_c}{S_w-S_c} \right)^\mu \quad (3)$$

Wartości współczynnika μ można wyznaczyć z równania (4):

$$\mu = \frac{m \cdot \ln \phi}{\ln(1-S_c) - \ln\left(\frac{1}{\phi-S_c}\right)} \quad (4)$$

Wartości współczynnika ciągłości przepływu dla czystych piaskowców można obliczyć ze wzoru (5).

$$WCI = S_c \phi \quad (5)$$

natomiast dla piaskowców zailonych (Montaron, 2009) zaproponował wzór (6):

$$WCI = -S_{cw} \phi \left[\left(\frac{R_w}{R_{cw}} \right)^\mu - 1 \right] \quad (6)$$

Gdzie, R_w – oporność wody złożowej, R_{cw} – oporność wody związanej w iłach

Wartości krytycznego nasycenia wodą (S_c) obliczono przy wykorzystaniu zależności pomiędzy pomierzonymi laboratoryjnie wielkościami: porowatości efektywnej i zawartością wody nieredukowalnej w matrycy (S_{wi}) (Bateman, 1984). Przeprowadzone analizy wykazały konieczność wprowadzenia nowego równania w celu prawidłowego obliczenia współczynnika ciągłości przepływu w piaskowcach o niskich wartościach porowatości i przepuszczalności. Wartości obliczone ze wzoru (5) były zbyt wysokie i odpowiadały skałom węglanowym, zaś wartości obliczone ze wzoru (6) dla formacji zailonych okazały się zbyt niskie dla interwałów wykształconych w postaci czystych porowatych piaskowców, ponadto brak było zależności pomiędzy parametrem WCI a zwilżalnością. Zgodnie z teorią Montarona interwały wodozwilżalne powinny charakteryzować się niskimi wartościami WCI, z kolei interwałom ropozwilżalnym powinny odpowiadać wysokie wartości WCI. Zaproponowano więc nowe równanie uwzględniające ujemne efekty przewodzenia dla wody związanej w iłach (CBW) i

wody wolnej (FFW) i dodatnie efekty przewodzenia dla wody kapilarnej matrycy skalnej (KBW).

$$\sigma^{1/\mu} = CBW * \varphi * \sigma_{cw}^{\frac{1}{\mu}} + FFW * \varphi * \sigma_w^{\frac{1}{\mu}} \quad (7)$$

$$\sigma = [(CBW + KBW + FFW) * \varphi - WCI]^{\frac{1}{\mu}} \quad (8)$$

$$WCI = (CBW + KBW + FFW) * \varphi - \left[\frac{CBW * \varphi * \sigma_{cw}^{\frac{1}{\mu}} + FFW * \varphi * \sigma_w^{\frac{1}{\mu}}}{\sigma_w^{1/\mu}} \right] \quad (9)$$

$$WCI = (CBW + KBW + FFW) * \varphi - \left[\frac{CBW * \varphi * \sigma_{cw}^{\frac{1}{\mu}}}{\sigma_w^{1/\mu}} + \frac{FFW * \varphi * \sigma_w^{\frac{1}{\mu}}}{\sigma_w^{1/\mu}} \right] \quad (10)$$

$$WCI = (CBW * \varphi) + (KBW * \varphi) + (FFW * \varphi) - CBW * \varphi \left[\frac{\sigma_{cw}^{\frac{1}{\mu}}}{\sigma_w^{\frac{1}{\mu}}} \right] - (FFW * \varphi) \quad (11)$$

Gdzie, σ_{cw} – przewodność wody związanej w minerałach ilastych σ_w – przewodność wody złożowej

Zatem równanie, określające wartości współczynnika ciągłości przepływu w heterogenicznych piaskowcach kambru środkowego przyjmuje postać (12):

$$WCI = -CBW * \varphi \left[\left(\frac{\sigma_{cw}}{\sigma_w} \right)^{\frac{1}{\mu}} - 1 \right] + KBW * \varphi \quad (12)$$

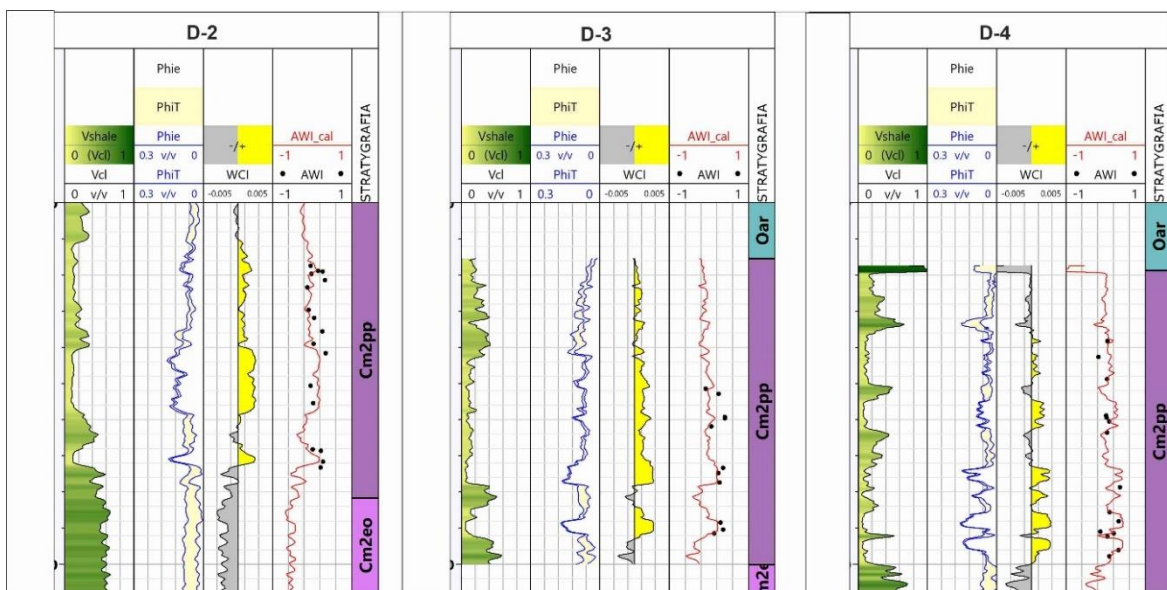
WCI obliczone według nowego modelu przyjmowały najniższe wartości dla interwałów wodozwilżalnych i najwyższe w interwałach o mieszanym systemie zwilżalności lub interwałach ropozwilżalnych. Zakres zmienności WCI wynosił -0.005 -0.005.

W celu wyznaczenia skutecznej metody wydobycia węglowodorów ważne jest zrozumienie związku między rozkładem płynów w przestrzeni porowej a zwilżalnością (Kułynycz, 2017). Jak dotąd nie opracowano bezpośredniej metody pomiaru zwilżalności „*in situ*”, dlatego konieczne jest oszacowanie tego parametru na podstawie pomiarów laboratoryjnych (test Amott’a, kąta zwilżania). Powstało wiele prac naukowych i publikacji, w których przedstawiano nowatorskie metodyki pomiaru i zmiany zwilżalności skał zbiornikowych (Al-Sayari, 2009; Anderson, 1986; Anderson, 1987a, 1987b, Anderson, 2006; Donaldson, 2008; Amott, 1959). Zwilżalność rozumiana jest jako tendencja do rozprzestrzeniania się lub przylegania do powierzchni ciała stałego jednego płynu w obecności drugiego płynu. Jeżeli dwie niemieszające się fazy kontaktują się z powierzchnią ciała stałego, to jedna spośród nich zazwyczaj jest przyciągana do ciała stałego z większą siłą niż druga. Faza mocniej przyciągana nazywana jest fazą zwilżającą. Zwilżalność skały jest również związana z wykształceniem przestrzeni porowej, wielkością porów, wysortowaniem ziaren mineralnych oraz ciśnieniem złożowym. Wyniki analiz laboratoryjnych wskazują, iż generalnie w złożu dominuje system wodozwilżalny i mieszany, jednak istnieją nieliczne interwały, w których wartości współczynnika zwilżalności (AWI) są wyższe niż 0.25, co wskazuje na ropozwilżalność tych

stref. Są to interwały wykształcone w postaci czystych piaskowców kwarcowych o bardzo niskich zawartościach minerałów ilastych, nawet poniżej 10%, związane z wyższymi wartościami WCI oraz tendencją do ropozwilżalności. Oszacowane na podstawie badań laboratoryjnych średnice kapilarów w piaskowcach facji A) wynoszą powyżej 1 um. Natomiast piaskowce facji B), typu „tight” cechują się średnicami kapilarów w zakresie od 0.2 do 1 um. Średnice kapilarów poniżej 0.2 um związane są z facją mułowcowo-iłowcową.

Ciągłą krzywą zwilżalności w złożu (AWI_cal) obliczono na podstawie równania (13) uzyskanego w wyniku regresji liniowej:

$$AWI_cal = a * WCI + b \quad (13)$$

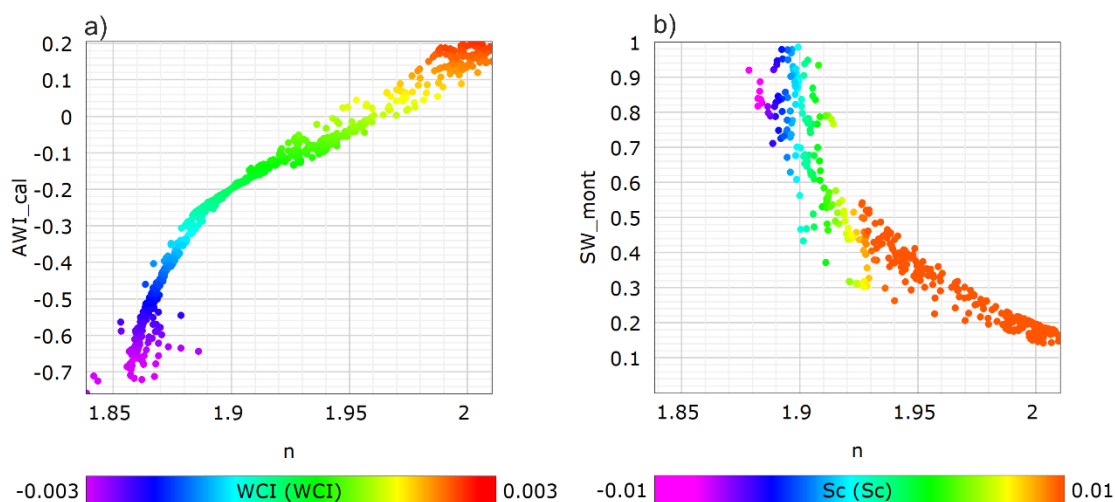


Rys.1 Wyniki obliczeń zailenia (Vcl), porowatości całkowitej (PhiT) i efektywnej (PhiE), współczynnika ciągłości przepływu (WCI) oraz zwilżalności skały (AWI_cal) dla 3 odwiertów zlokalizowanych na obszarze Basenu Bałtyckiego.

Bazując na wartościach Sw_mont obliczonych z równania Montarona obliczono parametry Archie’go, współczynnik cementacji (m) i współczynnik zwilżalności (n) według wzoru 14 i 15.

$$m = \frac{\mu * \ln(1 - Sc) - \ln\left(\frac{1}{\phi} - Sc\right)}{\ln(\phi)} \quad (14)$$

$$n = \mu \frac{\ln(Sw_mont - Sc) - \ln(1 - Sc)}{\ln(Sw_mont)} \quad (15)$$



Rys. 2 Korelacje współczynnika zwilżalności (n) w odwiercie D-2: **a)** z obliczoną zwilżalnością (AWI_{cal}), barwami oznaczono wartości współczynnika ciągłości przepływu (WCI), **b)** z współczynnikiem nasycenia wodą obliczonym ze wzoru Montarona (Sw_{mont}), barwami oznaczono krytyczne nasycenie wodą (Sc)

Wnioski

Analiza wyników badań laboratoryjnych zwilżalności pozwoliła określić metodykę wyznaczania współczynnika ciągłości przepływu WCI dla piaskowców o różnym stopniu zailenia i porowatości. Z reguły przyjmowano, iż WCI dla czystych piaskowców jest równe 0. W rzeczywistości dla analizowanego obszaru wyznaczone wartości oscylują wokół 0 w zakresie $-0.005 - 0.005$. W obliczeniach założono ujemny efekt przewodzenia wody związanej w iłach (CBW) i dodatni efekt przewodzenia dla wody nieredukowalnej/kapilarnej matrycy skalnej (KBW). Efekt przewodzenia wody związanej w iłach jest ujemny natomiast wpływ wody kapilarnej na efekt przewodzenia w skale może być różny. W zailonych piaskowcach, gdzie ciśnienie kapilarne jest charakterystyczne dla złóż konwencjonalnych, raczej obserwujemy ujemny efekt przewodzenia wody nieredukowalnej, film wodny na powierzchni ziaren mineralnych utrzymuje ciągłość, a siły kapilarne są zbyt małe by wyprzeć zaadsorbowaną na powierzchni cząstek wodę, jednak w złożach niekonwencjonalnych, gdzie panują wysokie ciśnienia kapilarne, część wody zaadsorbowanej na powierzchni może zostać usunięta i zastąpiona ropą. Przerwanie ciągłości warstewki powoduje utratę możliwości przewodzenia prądu (Natari, 2015).

Wyznaczone wartości WCI wykazują pozytywną korelację z laboratoryjnie wyznaczoną, przy wykorzystaniu testu Amotta, zwilżalnością. Wykorzystanie równania ciągłości przepływu nie wymaga znajomości współczynnika cementacji (m) i współczynnika zwilżalności (n) (w równaniu Archie'go), których wartości często wykazują znaczną zmienność, zwłaszcza w złożach o charakterze heterogenicznym i ich dokładne wyznaczenie bywa problematyczne. Niemniej jednak wykazano, że przy znajomości współczynnika przewodzenia (μ) i współczynnika ciągłości przepływu (WCI) możemy także obliczyć parametry Archie'go (1942). Dodatkową korzyścią wynikającą z zastosowania modelu Montarona jest możliwość

szacowania zwilżalności skał zbiornikowych, co stanowi ogromną korzyść w analizach złożowych. Pozwala bowiem wnioskować o przepływie mediów złożowych i opracować odpowiedni sposób eksploatacji. Wykonane analizy wykazały, że oprócz wyznaczenia standardowego współczynnika nasycenia wodą niezwykle ważne jest obliczenie objętościowej zawartości wody wolnej, nieredukowanej i związanej.

Literatura

1. Al-Sayari S, 2009, The Influence of Wettability and Carbon Dioxide Injection on Hydrocarbon Recovery, PhD Thesis, Imperial College of London
2. Amott, E., "Observations relating to the wettability of porous rock" Trans. AIME, Vol. 216, 1959, pp.156-162
3. Anderson W.G, 1986, Wettability Literature Survey. Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology, vol. 38, iss.12, pp. 1246–1262.
4. Anderson W.G., 1987a, Wettability Literature Survey – Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. Journal of Petroleum Technology, vol. 39, pp. 1283–1300.
5. Anderson, W. G. 1987b, Wettability literature survey part 5: The effects of wettability on relative permeability, JPT J. Pet. Technol., 39(11), 1453– 1468, doi:10.2118/16323-PA.
6. Anderson G.A., 2006, Simulation of Chemical Flood Enhanced Oil Recovery Processes Including the Effects of Reservoir Wettability. The University of Texas at Austin, USA
7. Archie G.E. 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Transaction of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, vol. 146, pp. 54 – 62
8. Bateman R.M., 1984. Cased-hole log analysis and reservoir performance monitoring. Boston: IHRDC Press: 380
9. Donaldson E.C., Alam W.: Wettability. Texas 2008.
10. Karnkowski P. H., Pikulski L. Wolnowski T., 2010, Petroleum geology of the Polish part of the Baltic region – an overview. Geol. Quart., 54 (2): 143–158. Warszawa
11. Kirkpatrick S., 1973, Percolation and Conduction Rev. Mod. Phys. 45, 574
12. Kułynycz V, 2017, The influence of wettability on the petrophysical parameters of reservoir rocks, AGH Drilling, Oil, Gas, vol. 34, no.3, doi.org/10.7494/drill.2017.34.3.775
13. Majkrzak M, 2016, *Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy* Analiza przepływu płynów złożowych w skałach zbiornikowych, NAFTA-GAZ nr 8, str. 610-618, DOI: 10.18668/NG.2016.08.04
14. Montaron B., 2008, Connectivity theory – A new approach to modeling “non-Archie” rocks. SPWLA 49th Annual Logging Symposium, paper GGG, Edinburgh, Scotland
15. Montaron B., 2009, Connectivity Theory - A new approach to modeling Non-Archie rocks. Petrophysics, VOL. 50, NO. 2; Pp 102-115
16. Natari G., N.. 2015, Role of Rock Wettability on Relative Permeability and Capillary Pressure Behavior,
17. Sabila T, Mahmud H. K. B., Mahmud W. M., Dijke M. I. J. V., 2019, Two-Phase Oil-Water Empirical Correlation Models for SCAL and Petrophysical Properties in Intermediate Wet Sandstone Reservoirs *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 495 012065
18. Sikorska, M. , Jaworowski, K., 2007, Ewolucja porowatości w piaskowcach kambru z polskiej części Morza Bałtyckiego, Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego nr 427, pp. 79-110